



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis y monitorización de la instalación
fotovoltaica del edificio Torres Quevedo
Analysis and monitoring of Torres Quevedo
photovoltaic installation

Autor/es

Mario Alegre Orduña

Director/es

Ángel A. Bayod Rújula

Escuela de ingeniería y arquitectura (EINA)
2019

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	- 3 -
INTRODUCCIÓN:.....	- 5 -
1. OBJETO.....	- 6 -
2. ALCANCE.....	- 6 -
3. LOCALIZACIÓN Y ANTECEDENTES.....	- 7 -
3.1 LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	- 7 -
3.2 ANTECEDENTES DE LA INSTALACIÓN.....	- 7 -
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	- 8 -
4.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	- 9 -
4.2 ADAPTADOR DE ENERGÍA.....	- 10 -
4.3 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	- 12 -
4.4 CONEXIÓN A RED.....	- 17 -
5. RESULTADOS EXPERIMENTALES DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	- 18 -
5.1 ANÁLISIS DIARIO.....	- 19 -
5.1.1 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN.....	- 19 -
5.1.2 RESULTADOS PARÁMETROS METEOROLÓGICOS.....	- 21 -
5.1.3 RESULTADOS ELÉCTRICOS.....	- 22 -
5.2 COMPARATIVA PRODUCCIÓN REAL – PRODUCCIÓN TEÓRICA SIMULACIÓN.....	- 24 -
6. AMPLIACIÓN AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CAMPUS RÍO EBRO.....	- 25 -
5.3 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN CUBIERTAS.....	- 25 -
5.3.1 CONSIDERACIONES INICIALES.....	- 25 -
5.3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	- 27 -
5.3.2.1 CUBIERTA A.....	- 28 -
5.3.2.2 CUBIERTA B.....	- 29 -
5.3.2.3 CUBIERTA C.....	- 29 -
5.3.2.4 CUBIERTA D.....	- 29 -
5.3.3 RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	- 30 -
5.3.4 COMPARATIVA ECONÓMICA DE LAS IMPLANTACIONES.....	- 32 -
5.4 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN MARQUESINAS SOLARES.....	- 33 -
5.4.1 CONSIDERACIONES INICIALES.....	- 33 -
5.4.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	- 34 -
5.4.2.1 PARKING OESTE.....	- 35 -
5.4.2.2 PARKING ESTE.....	- 36 -
7. CONCLUSIONES.....	- 37 -
8. BIBLIOGRAFÍA.....	- 38 -

ÍNDICE DE ANEXOS.....	- 39 -
ANEXO I. PLANOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: SITUACIÓN, EMPLAZAMIENTO E IMPLANTACIÓN.....	- 40 -
ANEXO II. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICA.....	- 41 -
ANEXO III. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INVERSOR: HOJA DE CARACTERÍSTICAS	- 42 -
ANEXO IV. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE STRINGS: MÓDULOS TS4-R Y GATEWAY	- 43 -
ANEXO V. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS SENSORES DE MEDICIÓN METEOROLÓGICA.....	- 44 -
ANEXO VI. FICHAS TÉCNICAS TARJETAS BUS WAGO 750	- 45 -
ANEXO VII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GESTOR DE MONITORIZACIÓN: FICHA DATA MANAGER M	- 46 -
ANEXO VIII. DESCRIPCIÓN DEL PORTAL DE REGISTRO DE DATOS DE LOS EQUIPOS: SUNNY PORTAL DE SMA.....	- 47 -
ANEXO IX. PLANOS DE IMPLANTACIÓN DE POSIBLES INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LOS EDIFICIOS DEL CAMPUS RÍO EBRO.....	- 48 -
ANEXO X. INFORMES DE SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA DE LAS DISTINTAS IMPLANTACIONES REALIZADAS.....	- 49 -

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente Trabajo Fin de Master ha sido el **análisis y descripción de la instalación fotovoltaica de autoconsumo**, y de su sistema de monitorización, ubicada en la cubierta del **edificio Torres Quevedo**, en el Campus Río Ebro.

La instalación fotovoltaica se realizó durante el mes de Febrero del presente año, por la empresa IASOL (Ingeniería y Aplicaciones Solares), de la cual formo parte. Tras haber realizado el proyecto y la posterior supervisión de obra, surgió la idea de implementarla como Trabajo Fin de Master.

De este modo en el informe que se mostrará a continuación se ha realizado una **descripción completa de la instalación** y de sus distintos componentes, poniendo el foco en su **característica principal: el sistema de monitorización**.

La instalación cuenta con un **sistema de monitorización muy completo** capaz de registrar los datos de producción fotovoltaica además de los parámetros meteorológicos a los que está expuesta. Este se regula a través de un gestor de datos que gestiona la información de las sondas, inversor y resto de equipos del sistema.

El gestor vuelca los datos registrados en el portal web **Sunny Portal** a través de su conexión a internet, y en este se pueden visualizar los registros y alarmas de la instalación, además de la descarga de todos los datos obtenidos por el gestor.

Para un análisis más intuitivo de los datos se ha implementado una **herramienta Excel**, en la cual basta con introducir los datos descargados desde el portal para **visualizar los datos más relevantes de la instalación y un análisis gráfico de las dependencias** de la producción fotovoltaica con distintos parámetros tales como velocidad de viento, temperatura ambiente, temperatura de módulo, corriente y tensión de strings, etc...

La herramienta se ha dividido en **tres grupos de resultados: producción, parámetros meteorológicos y parámetros eléctricos**. En cada grupo se muestran los datos más característicos y las dependencias entre variables.

El periodo de análisis de la herramienta se ha desarrollado para un periodo diario y semanal, puesto que el sistema de monitorización comenzó a registrar datos el día 24 de Septiembre y se cortó la comunicación antes de finalizar el mes de octubre por lo que no se ha dispuesto de datos mensuales completos de la instalación.

Posteriormente se realizará un **ejemplo de toma de datos y comprobaciones** para un día concreto y una **comparativa entre la producción real**, registrada por el sistema de monitorización, y la **producción teórica simulada** mediante el software PVSyST. Se observarán discrepancias entre ambas debido a que el software de simulación emplea datos históricos de parámetros meteorológicos distintos a los reales a los que se ve expuesta la instalación.

Además, la presente memoria se completa con una serie de **implantaciones realizadas en distintas áreas y edificios del Campus Río Ebro** para analizar las posibilidades que ofrece el propio campus para albergar instalaciones de autoconsumo.

De este modo, se han realizado un **total de 10 implantaciones**, incurriendo en dos tecnologías diferenciadas: implantaciones en cubiertas y con marquesinas solares.

Las **implantaciones realizadas en cubiertas**, se ubicarán en cuatro áreas del campus realizándose dos implantaciones para cada una de ellas **variando la inclinación del campo fotovoltaico para 15 y 34°**.

Se observará que la reducción en el ángulo de inclinación permitirá aumentar la potencia total instalada al reducirse el “pitch” (separación entre filas de módulos), y que este aumento de potencia compensará la reducción de producción al alejarse de la inclinación óptima de 34°.

Las **instalaciones en cubiertas** mostrarán la posibilidad de albergar instalaciones de hasta **71 kWp**, con producciones energéticas anuales de en torno a **112 MWh/año**.

Por su parte, las **instalaciones de autoconsumo en marquesinas solares** se ubicarán sobre dos áreas de estacionamiento existentes en el campus. Se lograrán instalaciones de hasta **324 kWp**, con producciones anuales en torno a los **483,2 MWh/año**.

Las instalaciones en las áreas de estacionamiento se desarrollarán con sistemas estructurales comerciales existentes en el mercado, utilizándose los óptimos para el mayor aprovechamiento del espacio disponible.

Para todas las implantaciones comentadas se realizará una simulación de producción energética con el software PVSyST, que mostrará las capacidades de producción de las instalaciones creadas y su producción específica y aprovechamiento.

El objetivo de las implantaciones realizadas será mostrar las capacidades del campus para albergar instalaciones de autoconsumo renovable, que permitirían a la universidad un desarrollo energético más sostenible.

INTRODUCCIÓN:

La presente memoria recoge el análisis de la instalación fotovoltaica de autoconsumo ubicada en el edificio Torres Quevedo de la universidad de Zaragoza. La iniciativa de este estudio ha surgido como posibilidad de Trabajo Fin de Grado, con la intención de aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de la titulación y concretamente en las materias de la rama de energías.

Como se observará más adelante, el informe consta de una parte más teórica, en la que se realizará una descripción de la instalación fotovoltaica y del sistema de monitorización de la misma, además de la descripción de los equipos que lo conforman, y de una parte más experimental en la que se compararán las producciones reales de la instalación con las de simulación y se extenderá la comparativa a futuras instalaciones en el resto de edificios del campus universitario.

Además, en los anexos de la memoria se ha incluido una explicación del portal de registro de datos de la instalación del cual se han extraído registros de producción para la realización de una hoja Excel para el tratamiento de los datos de la planta fotovoltaica y su análisis gráfico. En la memoria se presentará un ejemplo del uso de la herramienta aplicado a un día concreto con los datos reales adquiridos por el sistema de monitorización.

Se han realizado también una serie de implantaciones de posibles instalaciones fotovoltaicas en otras áreas del campus Río Ebro, y su simulación de producción fotovoltaica para compararla con datos reales de la instalación existente.

El proyecto de la instalación así como el presente trabajo ha sido desarrollado en colaboración con la empresa IASOL (Ingeniería y Aplicaciones Solares), de la cual formo parte, y que me ha permitido desarrollar y utilizar las herramientas necesarias para la realización del presente Trabajo Fin de Master.

1. OBJETO

El objeto del presente proyecto, es el análisis y descripción del sistema fotovoltaico de autoconsumo ubicado en la cubierta del edificio Torres Quevedo. Más en profundidad, se analizará el sistema de monitorización de la instalación y de los principales parámetros eléctricos y fotovoltaicos de la instalación.

La memoria tendrá también como objeto de análisis la comparativa de la producción real de la instalación con los resultados de simulación mediante el software PVSyST y la extrapolación de los mismos a futuras instalaciones fotovoltaicas en el campus Río Ebro.

El presente Trabajo Fin de Master se presenta en la Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA) con el objetivo de obtener la titulación de Máster universitario en Ingeniería Industrial por la Universidad de Zaragoza. El mismo, ha sido dirigido por el profesor Ángel A. Bayod Rújula, profesor del Departamento de Ingeniería eléctrica y realizado en colaboración con la empresa IASOL (Ingeniería y Aplicaciones Solares).

2. ALCANCE

En lo referido al alcance del presente proyecto, se realizará una descripción del sistema fotovoltaico y de su sistema de monitorización, así como una breve explicación de los parámetros eléctricos y fotovoltaicos más relevantes siendo estos:

- Tensión y corriente de strings
- Producción fotovoltaica
- Rendimiento de la instalación
- Parámetros meteorológicos monitorizados: radiación, temperatura y velocidad del viento

Se realizará una comparativa de los datos reales de producción recogidos mediante el sistema de monitorización, frente a los valores de producción obtenidos mediante simulación con el software PVSyST.

Se desarrollará una herramienta sencilla en Excel que permita gestionar los datos de monitorización de la instalación para mostrar los resultados más significativos de la misma y las relaciones entre parámetros eléctricos y meteorológicos. Se mostrará el ejemplo de la herramienta para la aplicación a un día concreto.

La comparativa se extenderá a otras áreas del campus Río Ebro, realizando las implantaciones y simulación de las posibles instalaciones de autoconsumo.

3. LOCALIZACIÓN Y ANTECEDENTES

3.1 Localización de la instalación

La instalación fotovoltaica objeto de estudio del presente Trabajo Fin de Master se halla ubicada en la cubierta oeste del edificio Torres Quevedo de la universidad de Zaragoza, ubicado en C/ María de Luna 3, 50018, Zaragoza (ZARAGOZA).

Las coordenadas UTM aproximadas son las siguientes:

- $X = 675801.00\text{m E}$
- $Y = 4616755.00\text{m N}$
- Huso = 30 T



Figura 1: Ubicación instalación FV Torres Quevedo, Campus Río Ebro

En el anexo 1 de la presente memoria se encuentran los planos de ubicación e implantación de la instalación fotovoltaica.

3.2 Antecedentes de la instalación

La instalación fotovoltaica del edificio Torres Quevedo ha sido realizada por la empresa Ingeniería y Aplicaciones Solares Zaragoza 2005 S.L, durante el mes de Febrero del presente año 2019, habiendo desarrollado personalmente el proyecto y la dirección de obra de la misma.

Concretamente, el proyecto de la instalación se realizó en diciembre del año pasado y la obra se ejecuto en las últimas semanas del mes de Febrero.

La instalación fotovoltaica se puso en marcha el pasado 26 de Junio y lleva operando desde dicha fecha.

El registro de los datos de la instalación se inició el día 24 de Septiembre de 2019, y se han captado datos desde dicha fecha hasta el día 23 de Octubre del mismo año.

4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

En el presente capítulo se va a proceder a describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo.

A nivel general, la instalación se divide en los siguientes sistemas:

- Generador: compuesto por los módulos fotovoltaicos, elementos de soporte y fijación de los módulos, elementos de interconexión entre módulos, ...
- Adaptador de energía: compuesto de inversor, cuadro de corriente continua, cableados, protecciones, ...
- Monitorización: compuesto por sensores de temperatura, radiación, sistemas de adquisición de datos, controlador, ...
- Conexión a red: compuesto por cuadro de interruptores y sistemas de protección, cableado de interconexión, ...

De manera gráfica, la instalación fotovoltaica a describir puede esquematizarse según lo mostrado en la figura 2.



Figura 2. Esquema básico de instalación de autoconsumo fotovoltaico del edificio Torres Quevedo.

En parámetros generales, la instalación fotovoltaica presenta una potencia nominal de 10kW, con una potencia pico de 10,8 kWp.

A continuación se procede a detallar los distintos sistemas de la instalación.

4.1 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico esta formado por los módulos fotovoltaicos y las estructuras de soporte y fijación de los mismos.

La presente instalación cuenta con un total de 40 módulos fotovoltaicos de última tecnología de Silicio policristalino modelo TP660P-270 de la marca TALE SUN SOLAR, con una potencia pico nominal de 270 Wp cada uno de ellos.

A nivel eléctrico, los módulos están dispuestos en dos cadenas (strings) de 20 módulos cada una conectadas a las entradas del inversor. La conexión eléctrica de los módulos se realiza empleando los conectores de los propios módulos y mediante adaptadores tipo MC4 para el extremo de cada string (positivo y negativo) hasta el inversor.

Características eléctricas del módulo fotovoltaico TALE SUN SOLAR TP660P (270 Wp):

Potencia	270 Wp
Tensión de circuito abierto, V_{oc}	38,5V
Tensión punto de máxima potencia, V_{mpp}	31,3 V
Corriente punto de máxima potencia, I_{mpp}	8,63 A
Corriente de cortocircuito	9,09 A
Longitud	1640 mm
Anchura	990 mm
Eficiencia	16,6%
Coef. temp. tensión de circuito abierto, $T_k(V_{oc})$ mV/°C	- 0,31 %/°C
Coef. temp. corriente de cortocircuito $T_k(I_{sc})$ mA/°C	+ 0,06 %/°C
Coef. temperatura de potencia, $T_k(P_n)$ %/°C	- 0,40 %/°C

El resto de características del módulo fotovoltaico se encuentran en el anexo 2 del presente trabajo.

Como estructura de soporte, los módulos fotovoltaicos se hallan apoyados mediante una estructura inclinada autoportante realizada con bloques de hormigón de la marca SOLARBLOC.

Cada bloque presenta una inclinación de 34° y un peso aproximado de 76 kg, asegurando la correcta sujeción del módulo y siendo capaz de soportar las cargas derivadas del viento y otros fenómenos.

Los módulos se encuentran colocados en posición horizontal tal y como muestra la siguiente figura.

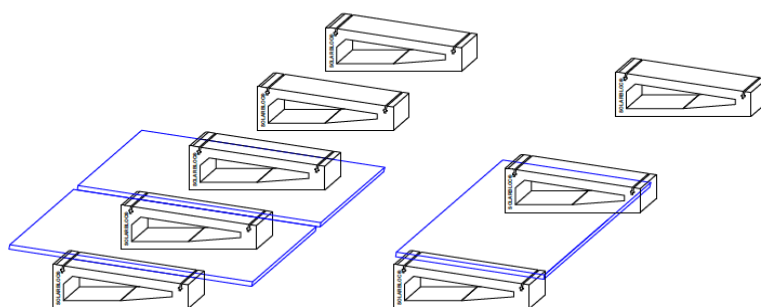


Figura 3. Detalle estructura de soporte

4.2 Adaptador de energía

Otro de los subsistemas fundamentales de la instalación es el inversor. Dicho equipo se encarga de transformar la energía captada por los módulos fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna a la misma frecuencia que la red, haciendo posible su disponibilidad para el usuario.

El inversor fotovoltaico utilizado en la instalación es el modelo Sunny tripower 10000TL de la marca SMA. Dicho inversor presenta una potencia nominal de 10 kW, admitiendo una potencia pico máxima de 13,5 kWp, siendo suficiente para el generador fotovoltaico de la instalación.

Características eléctricas del inversor SMA SUNNY TRIPOWER 10000TL:

Potencia nominal de salida (AC)	10 kW
Potencia máxima de salida (AC)	10 kVA
Tensión, frecuencia nominal	3 x 400 V, 50 Hz
Potencia máxima del generador fotovoltaico (Wp)	13.500
Máximo rendimiento del inversor	98 %
Min. tensión MPP	370 Vdc
Máx. tensión MPP	800 Vdc
Máxima tensión del sistema	1.000 Vdc
Máxima corriente (DC)	18 A

El resto de características del inversor se muestran en el anexo 3 del presente trabajo.

Por otro lado, el sistema se completa con los cuadros de protecciones tanto de corriente continua como de alterna.

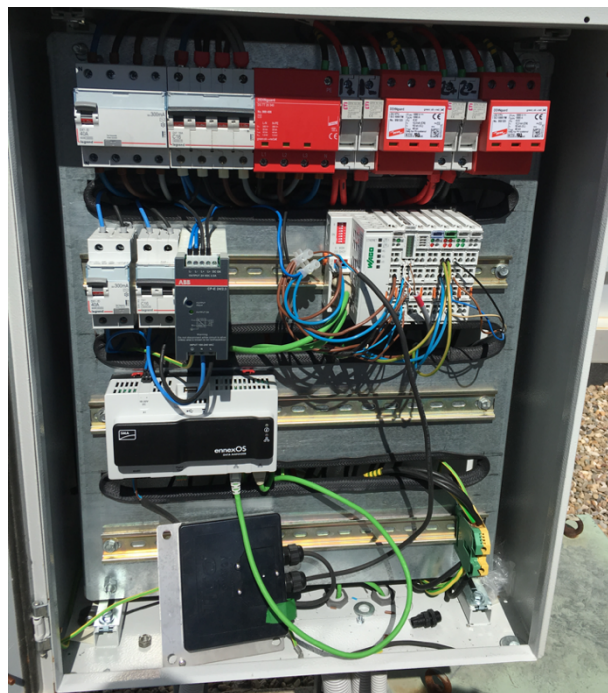


Figura 4. Cuadro de protecciones de la instalación fotovoltaica

El cuadro de protecciones de la instalación es el mostrado en la figura 4. En dicho cuadro se integran tanto las protecciones del generador fotovoltaico (CC) como las del inversor (CA), además de los equipos del sistema de monitorización.

Protecciones del circuito de corriente continua:

- *Protección contra cortocircuitos:* la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito pero para el inversor sí puede serlo, por ello el cuadro de protecciones cuenta con un fusible de 15A/1000 V en el polo de cada rama del generador fotovoltaico.
- *Protección contra contactos directos e indirectos:* el inversor cuenta con un seccionador para corriente continua, que permite desconectar el equipo en caso de peligro.
- *Protección contra sobretensiones:* en el cuadro se hallan colocados 2 descargadores sobretensiones tipo 2, uno para cada rama fotovoltaica.
- *Protección contra polarización inversa:* dicha protección se halla integrada en el inversor.

Protecciones del circuito de corriente alterna:

- *Protección contra cortocircuitos y sobrecargas:* el propio inversor cuenta con protecciones ante cortocircuitos y sobrecargas integradas. Pese a todo, en el cuadro de protecciones se hallan instalados un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 16 A, para facilitar el mantenimiento, y un interruptor automático 4x40 A, con protección diferencial tipo C tetrapolar, un poder de corte de 10 kA y sensibilidad de 30 mA.
- *Protección contra sobretensiones:* al igual que en el circuito de continua, el cuadro cuenta con un descargador de sobretensiones tipo 2 para la protección del lado de alterna.
- *Fallos a tierra:* con las protecciones diferencial y magnetotérmica instaladas en el cuadro, la instalación esta protegida en caso de derivaciones de a tierra en este circuito.

4.3 Sistema de monitorización

El sistema de monitorización comprende todos los elementos encargados de gestionar la toma de datos de los parámetros de la instalación.

Concretamente, el sistema de monitorización de la instalación del edificio Torres Quevedo, es la parte más característica de la instalación ya que permite la obtención de todos los parámetros posibles, siendo estos los siguientes:

Tensión y corriente de Strings:

Es sumamente complejo certificar que una planta fotovoltaica se encuentra en su punto máximo de rendimiento, sin tener un control de las fuentes primarias de generación que así lo certifiquen.

El control de strings es fundamental en plantas fotovoltaicas, ya que permite conocer en tiempo real el nivel de corriente y tensión que se genera en los distintos grupos, y en consecuencia, conociendo la corriente que fluye a través de los sensores externos.

Además esta monitorización permite detectar fallos de arranque o paro del inversor debido a niveles de tensión inferiores a los valores de marcha mínimos.

En la instalación que nos atañe, los elementos encargados de la monitorización de los Strings son los módulos TS4-R y el módulo GATEWAY de la marca TIGO, los cuales se muestran en la siguiente figura.

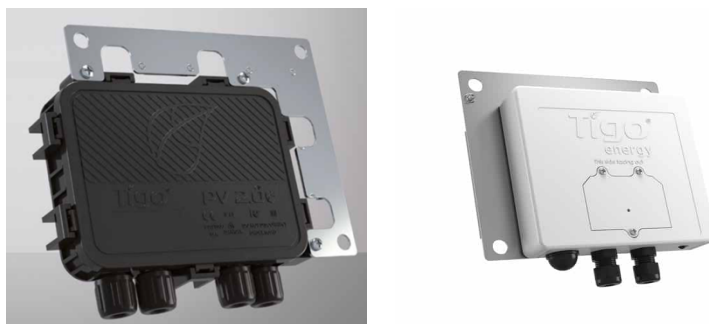


Figura 5. Módulo TS4-R y GATEWAY Tigo para monitorización de Strings

La instalación cuenta con dos módulos TS4-R, uno para cada String, conectados al final de la cadena en serie con los módulos fotovoltaicos. A su vez, ambos se comunican mediante conexión inalámbrica al módulo GATEWAY, el cual presenta un rango de conexión de hasta 15 m.

Los módulos TS4-R instalados realizan la función de monitorización de los dos Strings de la instalación fotovoltaica recopilando así la información de producción, tensión y corrientes existentes en cada una de las cadenas eléctricas.

La hoja de datos y características de los equipos se encuentra en el anexo 4 del presente Trabajo Fin de Master.

Producción fotovoltaica y rendimiento:

Además de conocer la tensión y corriente que circula por cada String, el sistema de monitorización, concretamente el inversor, recoge el registro de datos de producción fotovoltaica.

El inversor STP 10000 TL registra la producción fotovoltaica total de la planta y permite su visualización por pantalla además de vía telemática una vez registrado en el Sunny Portal (se explicará en el apartado 5 de la presente memoria).

Una vez configurado, el inversor muestra la producción en el instante actual y la total del día, además de la potencia de cada fase.

Parámetros meteorológicos:

Finalmente, el sistema de monitorización incluye una serie de sondas y elementos que permiten analizar los parámetros meteorológicos a los cuales esta expuesta la instalación.

Este conocimiento es fundamental para contrastar la producción teórica de simulación con los resultados obtenidos experimentalmente.

La instalación del Torres Quevedo se compone de los siguientes elementos para la monitorización meteorológica:

- **Célula de radiación:** el parámetro más influyente en la producción fotovoltaica es el nivel de radiación solar al cual se expone la instalación. Por ello, es determinante conocer el valor de dicho parámetro.

La instalación cuenta con 2 sondas de irradiación Spektron 320, 4-20 mA, para obtener los valores de radiación solar.



Figura 6. Célula de radiación Spektron 320.

Las células de radiación se hallan colocadas en 2 puntos diferentes para conocer de forma más precisa el espectro de radiación, hallándose una encima del cuadro de protecciones y monitorización en posición horizontal, y otra en el campo solar junto a los módulos fotovoltaicos siguiendo la inclinación de los mismos para captar de forma más precisa la radiación incidente sobre los paneles.

En el anexo 5: “Hojas de características de los sensores de medición meteorológica”, se encuentran las características técnicas de la Célula de radiación Spektron 320.

- **Anemómetro:** el viento es también un factor influyente en la producción fotovoltaica ya que refresca los módulos aumentando la producción de los mismos.

En la instalación se halla un anemómetro DWS-V-DBC05 de la marca Carlo Gavazzi, encargado de medir la velocidad del viento con un rango de medida de 2 a 30 m/seg. Las características del mismo se muestran en el anexo 5.



Figura 7. Anemómetro DWS-V-DBC05 Carlo Gavazzi

- **Sonda de temperatura ambiente:** otro parámetro importante es la temperatura ambiente a la que se hallan expuestos los módulos. Cuanto mayor sea esta, menor la producción fotovoltaica baja ya que el módulo pierde eficiencia cuando aumenta la temperatura.

Es por ello que en la instalación se ha instalado una sonda de temperatura TF 25 PT 100, 4-20 mA, encima del cuadro de protecciones AC del inversor.

- **Sonda de temperatura módulos:** además de saber la temperatura ambiente, resulta fundamental conocer que temperatura alcanzan los módulos durante su exposición a la radiación solar.

En la instalación se halla un total de 3 células de temperatura de módulo OF14 PT 100, 4-20 mA, colocadas en distintos lugares para conocer de forma más exacta el nivel de pérdidas por calentamiento de los módulos.

Registro de datos de monitorización meteorológica:

Para poder traducir y transmitir las distintas señales captadas por los dispositivos de medición meteorológica expuestos anteriormente, es necesario incluir en el sistema de monitorización un sistema E/S (Entrada/Salida) que traduzca las señales captadas por las sondas meteorológicas en datos registrables por el sistema de gestión.

En la instalación fotovoltaica, el elemento encargado de realizar dicha función es el Bus WAGO-I/O-SYSTEM 750 de la marca WAGO, el cual se muestra de forma esquemática en la siguiente figura.

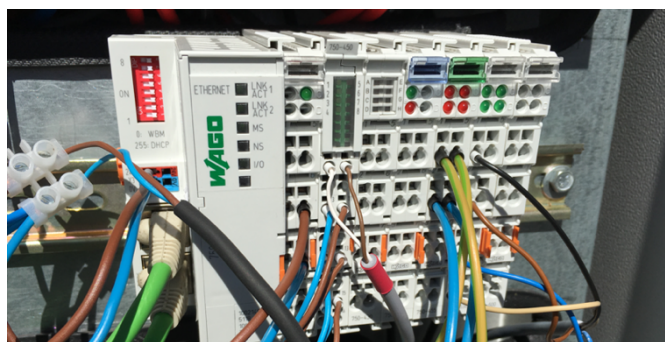


Figura 8. Esquema de sistema E/S WAGO-I/O-SYSTEM 750

Se trata de un sistema modular de tarjetas comunicadas entre sí, a las cuales se conectan los distintos elementos de medición meteorológica. Las tarjetas necesarias son las siguientes:

- Tarjeta 750-352: tarjeta bus WAGO general. A él se conectan el resto de tarjetas del bus para su conexión con el data manager para el envío de los datos de monitorización.
- Tarjeta 750-430: tarjeta de estados. Recibe las señales de control de las tarjetas de los sensores y muestra el estado de la conexión.
- Tarjeta 750-450: en ella se conectan las entradas de las sondas de medición de temperatura ambiente. Las conexión de las sondas de temperatura ambiente se realiza a 3 hilos.
- Tarjeta 750-455: en ella se conectan las entradas de las sondas de medición de temperatura de módulo 4-20 mA. Las conexiones de las sondas de temperatura de módulo se realizan a 2 hilos.
- Tarjeta 750-638: dicha tarjeta sirve para la conexión del anemómetro. Se debe diferenciar entre las diferentes entradas los pulsos positivos, los negativos y señal libre de potencial (señales tipo on/off), caso de la presente instalación.

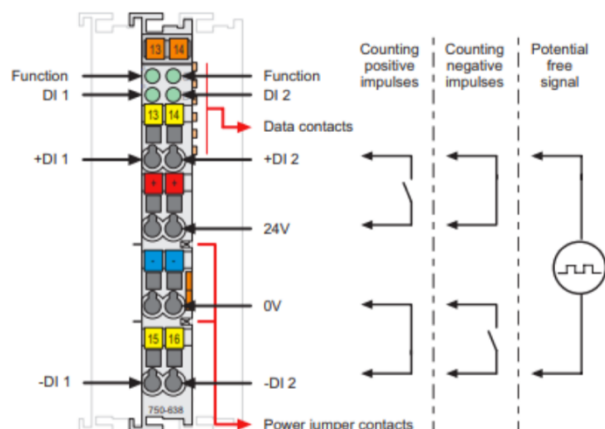


Figura 9. Esquema de conexiones anemómetro

- Tarjeta 750-555: tarjeta para la traducción de las señales de las sondas de temperatura 4-20 mA.

- Tarjeta 750-602: tarjeta de alimentación general. Se encarga de alimentar el resto de tarjetas del bus en el rango de 0 – 24V.
- Tarjeta 750-600: tarjeta de final de módulo. Con ella se completa el bus estableciendo los voltajes de funcionamiento del equipo.

En el anexo 6 se muestran las fichas técnicas de las tarjetas del bus WAGO 750 mencionadas anteriormente.

Gestión de datos y comunicación del sistema de monitorización:

Finalmente, el sistema de monitorización de la instalación se completa con un gestor de datos, que realiza el registro y la comunicación con el portal web de toda la planta. Este equipo es el DATA MANAGER M de la marca SMA.

El SMA Data Manager M es un registrador de datos que asume la función de un gestor energético. A través del SMA Data Manager M se integran los equipos de plantas fotovoltaicas y plantas con generadores de energía y equipos consumidores, sistemas de entrada/salida y contadores a través de la interfaz Ethernet en la infraestructura de SMA. En este proceso, el SMA Data Manager M soporta la comunicación con hasta 50 equipos como inversores fotovoltaicos, inversores de batería, contadores de energía y sistemas I/O.



Figura 10. DATA MANAGER M de SMA

En el anexo 7 se muestra la ficha de características del gestor DATA MANAGER M.

Finalmente, a modo esquemático se presenta el esquema de conexión del sistema de monitorización de la planta.

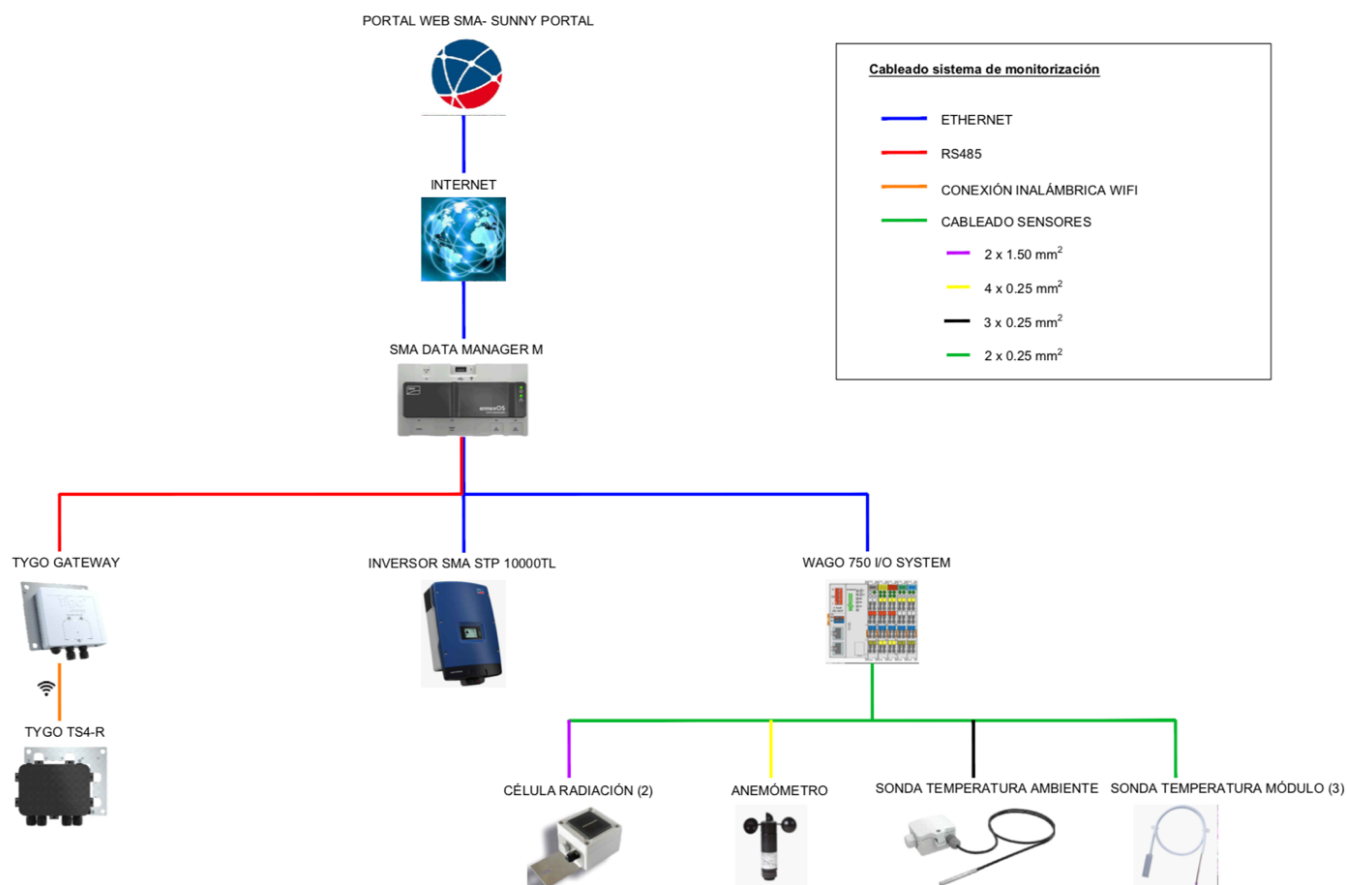


Figura 11. Esquema de conexiones Sistema de Monitorización

4.4 Conexión a red

Finalmente, la instalación fotovoltaica se completa con la correspondiente conexión a la red para hacer frente a los consumos eléctricos del edificio Torres Quevedo.

Tras el cuadro de protecciones de alterna a la salida del inversor, la instalación se conecta al cuadro de baja tensión del edificio mediante un conductor de 10 mm².

Antes de llegar al cuadro de baja tensión, la instalación pasa por un subcuadro en el cual se halla un analizador Siemens que muestra mediante un *display* los valores de los parámetros eléctricos más significativos de la instalación, encontrándose entre estos:

- Potencia generada por cada fase
- Corriente y voltaje de cada fase
- Energía producida
- Energía total suministrada

Finalmente, la instalación se conecta al cuadro de baja mediante un interruptor tetrapolar de 4x25A, el cual protege a la instalación y permite su desconexión en caso de que sea necesario realizar mantenimientos u otras gestiones en el sistema eléctrico del edificio.

5. RESULTADOS EXPERIMENTALES DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez expuesta la instalación fotovoltaica y sus principales componentes, en el presente capítulo se van a mostrar los resultados reales recogidos por el sistema de monitorización, procediéndose a una comparativa de los mismos con los resultados teóricos de simulación del software PVSyST.

La descarga de los datos reales de producción se ha realizado a través del portal web Sunny Portal de SMA, en el cual se ha registrado la instalación y sus distintos componentes. En el anexo 8 del presente Trabajo Fin de Master se halla una descripción del portal web Sunny Portal comentándose sus principales menús y opciones.

Para el tratamiento de los datos reales de la instalación se ha desarrollado una herramienta Excel, objeto del presente trabajo, en la cual se muestran los resultados más característicos de la instalación separándose en tres grupos:

- Resultados de producción: en este apartado se han incluido los datos de producción fotovoltaica globales y específicos, así como los resultados de producción de ambos strings en el lado de continua y en el lado de alterna.
- Resultados de parámetros meteorológicos: con el fin de observar las variaciones y dependencias de la producción fotovoltaica con los fenómenos climáticos, se han incluido en este grupo resultados gráficos de producción frente a los parámetros meteorológicos medidos por el sistema de monitorización: radiación (W/m^2), temperatura ambiente y temperatura de módulo ($^{\circ}\text{C}$) y velocidad del viento (m/s).
- Resultados eléctricos: se ha incluido en la herramienta Excel un análisis de la producción frente a los parámetros eléctricos de los strings que muestra las tensiones de arranque y paro, así como la corriente eléctrica existente durante el ciclo de producción fotovoltaica.

Los resultados reales de los grupos anteriores se han desarrollado para un análisis diario y semanal, puesto que no se dispone de datos para la elaboración de un mes completo. El sistema de registro se conectó el día 24 de Septiembre del presente año.

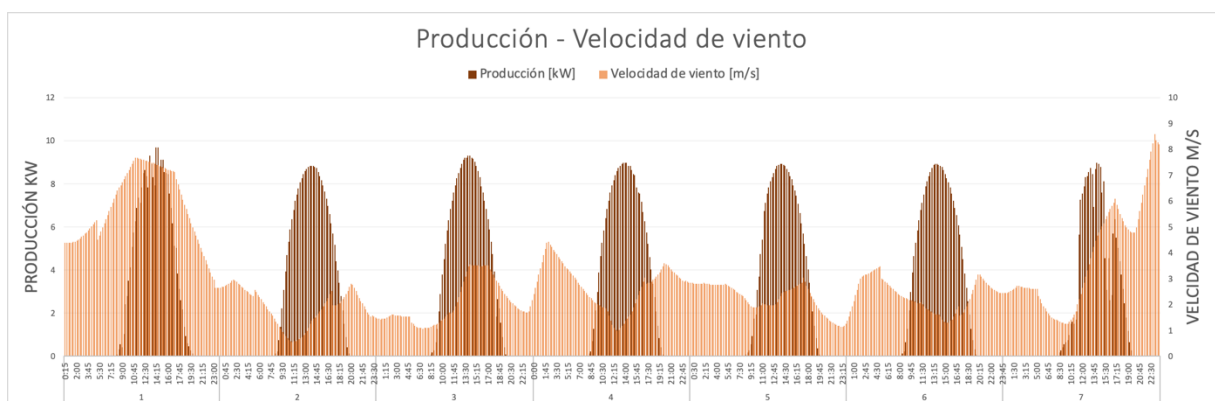


Figura 13. Ejemplo análisis gráfico de la herramienta Excel desarrollada

5.1 Análisis diario

Para mostrar en detalle la herramienta Excel desarrollada, se van a mostrar los resultados de aplicación para un día concreto, correspondiente al día 30 de Septiembre.

Se mostrarán los resultados para los tres grupos comentados anteriormente y se mostrarán las gráficas para observar las influencias de los distintos parámetros con la producción fotovoltaica. Se realizarán también comprobaciones de producción y cálculo teórico en base a los datos obtenidos.

5.1.1 Resultados de producción

En primer lugar se muestran los resultados de producción fotovoltaica para el día elegido dividiéndose en 3 grupos mostrados a continuación.

Resultados de producción fotovoltaica

Producción FV total [kWh]	64,66
Producción FV máxima [kW]	9,01
Producción FV específica [kWh/kWp]	5,99
Producción FV específica máxima [kWh/kWp]	0,83

Tabla 1. Resultados de producción 30 Septiembre

Para corroborar los datos obtenidos se realiza el cálculo de potencia pico, el cual permitirá observar la fiabilidad de los datos registrados.

$$P_{pico\ instalación}(kWp) = \frac{Producción\ FV\ (kWh)}{Producción\ específica\ \left(\frac{kWh}{kWp}\right)} = \frac{64,66}{5,99} = 10,79\ kWp$$

La potencia pico obtenida con los datos de monitorización se corresponde con la potencia pico de la instalación.

Resultados módulos fotovoltaicos (CC)

Producción máxima string A [kW]	4,60
Producción media String A [kW]	2,75
Producción máxima string B [kW]	4,59
Producción media String B [kW]	2,72

Tabla 2. Resultados producción Strings 30 Septiembre

Se observa que la producción de ambos strings es prácticamente la misma y que la suma de la producción máxima de ambos strings coincide con la máxima total (9,01 kW).

Resultados inversor (CA)

Producción máxima Fase 1 [kW]	3,01
Producción media Fase 1 [kW]	1,75
Producción máxima Fase 2 [kW]	2,99
Producción media Fase 2 [kW]	1,76
Producción máxima Fase 3 [kW]	3,01
Producción media Fase 3 [kW]	1,78

Tabla 3. Registro de producción inversor 30 Septiembre

Se observa que la suma de la producción máxima de las tres fases de corriente alterna coincide con la potencia máxima registrada, mostrada en la tabla 1.

A continuación se muestran las gráficas de producción total y específica para el día señalado.

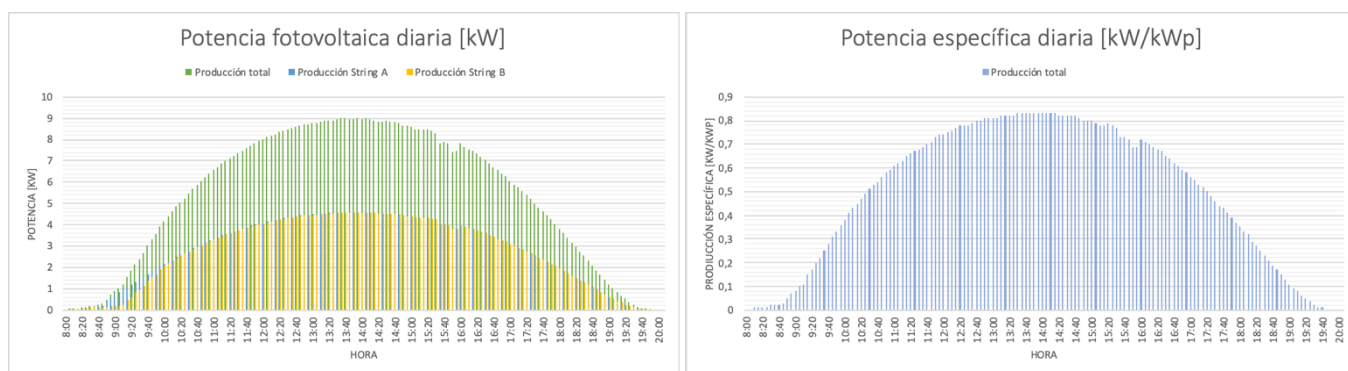


Figura 14. Producciones fotovoltaicas 30 de Septiembre

Con los datos disponibles de producciones se puede calcular también la eficiencia máxima del inversor en la conversión que realiza este equipo pasando de corriente continua a corriente alterna.

El cálculo de eficiencia se realiza mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{inversor}(\%) = \frac{Producción_{CA}}{Producción_{CC}} \times 100$$

Donde la producción en corriente alterna será la suma de la producción de las tres fases y la producción de continua la suma de la producción de ambos strings, teniéndose:

$$\eta_{inversor} = \frac{9,01 \text{ kW}}{9,19 \text{ kW}} \times 100 = 98,04 \%$$

Dicho resultado coincide con las especificaciones del fabricante.

5.1.2 Resultados parámetros meteorológicos

En segundo lugar se muestran los datos registrados de los parámetros meteorológicos siendo estos: radiación, temperatura ambiente, temperatura de módulos y velocidad de viento.

Puesto que se tiene registro de las 24 h de los parámetros meteorológicos, en la herramienta se ha acotado este rango a las horas de producción fotovoltaica para conocer con mayor exactitud la influencia de dichos parámetros.

Resultados parámetros meteorológicos		
RADIACIÓN	Máxima diaria (W/m ²)	872
	Promedio diaria (W/m ²)	497
TEMP. MÓDULOS	Máxima diaria (°C)	43,1
	Mínima diaria (°C)	14,5
	Promedio diaria (°C)	32,3
TEMP. AMBIENTE	Máxima diaria (°C)	25,4
	Mínima diaria (°C)	14,5
	Promedio diaria (m/s)	21,2
VELOCIDAD VIENTO	Máxima diaria (m/s)	3,6
	Mínima diaria (m/s)	0,9
	Promedio diaria (m/s)	2,2

Tabla 4. Registros meteorológicos día 30 Septiembre

A partir de estos datos se puede calcular la potencia en el punto de máxima potencia del inversor (MPPT) y compararla con la potencia máxima registrada mostrada en el apartado anterior.

El cálculo se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_m(kWp) = P_m^*(kWp) [1 - \delta(T_c - 25)]$$

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G$$

Donde:

- T_c es la temperatura de módulo
- T_a es la temperatura ambiente
- P_m es la potencia en el punto de máxima potencia del generador FV
- P_m^* es la potencia pico de la instalación
- TONC es la temperatura nominal de operación (45°C condiciones STC módulo)
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia (-0,4%/°C)
- G es la radiación solar incidente.

Sustituyendo los valores máximos se obtiene: $T_c = 52,65^\circ\text{C} \rightarrow P_m = 9,4 \text{ kWp}$, la cual difiere de la registrada por el sistema de monitorización (9,01 kW). Además la temperatura máxima registrada es también inferior al valor obtenido con el cálculo.

Estas diferencias son debidas a que el método de cálculo utilizado es una aproximación simplificada. Para una mayor exactitud, sería necesario un refinamiento mayor de la herramienta y del modelo de cálculo utilizado.

A continuación se muestran las gráficas de producción frente a los parámetros meteorológicos.

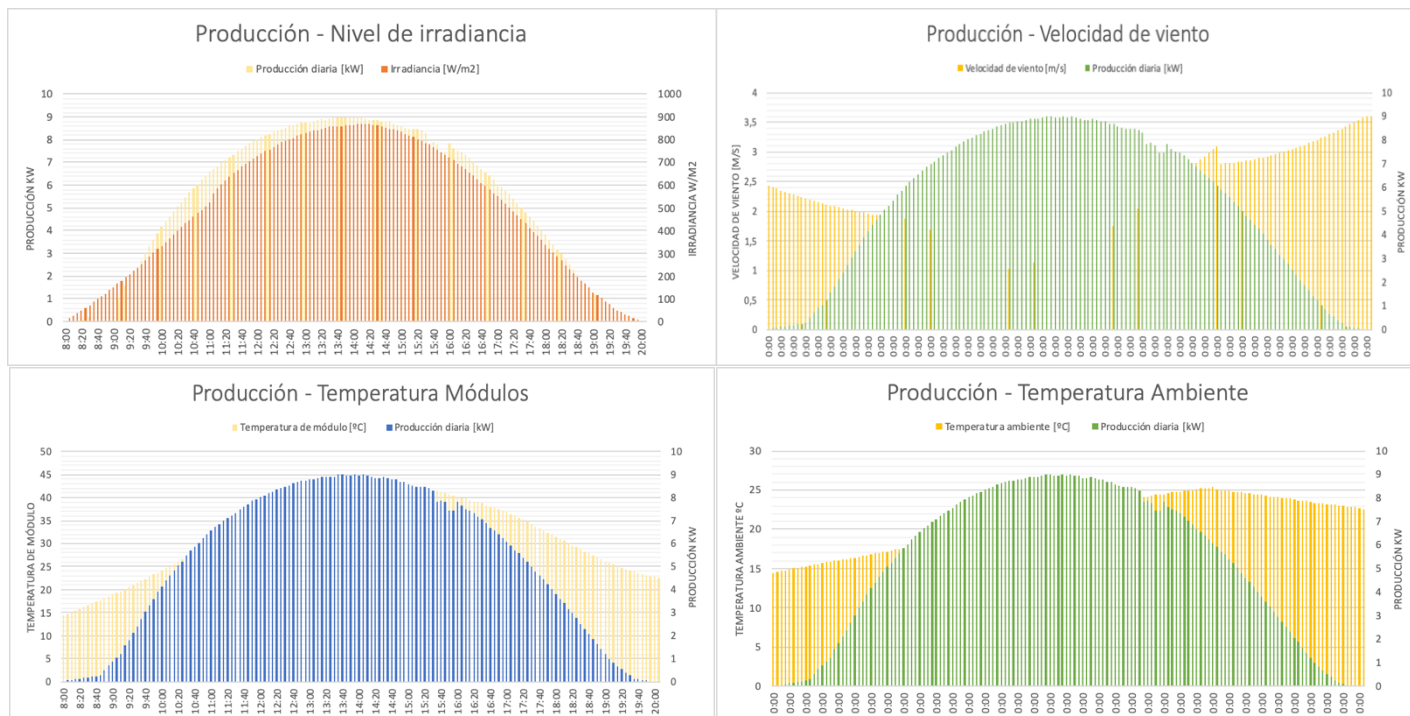


Figura 15. Resultados parámetros meteorológicos día 30 septiembre

5.1.3 Resultados eléctricos

Finalmente se muestran los registros de los parámetros eléctricos de la instalación

Resultados parámetros eléctricos			
Parámetro	Registro	String A	String B
TENSIÓN	Tensión de arranque (V)	561,74	559,70
	Tensión de paro (V)	399,57	399,37
	Tensión máxima (V)	622,77	638,75
CORRIENTE	Corriente máxima (A)	8,41	8,39
	Corriente promedio (A)	4,82	4,76

Tabla 5. Registros parámetros eléctricos día 30 Septiembre

En base a los datos de tensión de arranque y paro, se puede realizar el cálculo de la temperatura que presentan los módulos en dicho momento y compararla con las temperaturas de módulos expuestas en la tabla 4.

El inversor comienza su funcionamiento cuando la tensión que llega desde los módulos del generador fotovoltaico supera la tensión mínima de MPP, que para el inversor de la instalación es de 370 V.

El cálculo es el siguiente:

$$V_{MPP \text{ Módulos } (T_i)} = n \times V_{MPP} \times [1 + t_{k_Voc} \times (T_i - 25^\circ C)]$$

$$T_i = \frac{\left[\frac{V_{MPP \text{ módulos } (T_i)}}{n \times V_{MPP}} - 1 \right]}{t_{k_Voc}} + 25$$

Donde:

- n es el número de módulos en serie (20 para ambos strings)
- T_i es la temperatura de módulo
- V_{MPP} es la tensión del punto de máxima potencia del módulo a $25^\circ C$ (tabla 1)
- $V_{MPP} (T_i)$ es la tensión del punto de máxima potencia a una temperatura dada
- t_{k_Voc} es el coeficiente de variación de la tensión de módulo con la temperatura (tabla 1)

Los resultados para las temperaturas mínima, máxima y promedio son los siguientes:

Cálculo de tensiones en función de temperatura de módulos		
$T_{min} = 14,5^\circ C$	$T_{promedio} = 32,3^\circ C$	$T_{max} = 43,1^\circ C$
646,37 V	611,83 V	590,87 V

Tabla 6. Comprobación de tensiones día 30 Septiembre

Se observa que los valores de tensión se reducen a medida que se incrementa la temperatura debido a que el módulo pierde eficiencia al calentarse.

Al igual que ocurría en el apartado anterior, se producen discrepancias entre las tensiones máximas registradas y las máximas calculadas. El motivo es el mismo que en el caso anterior.

De manera gráfica se muestran los resultados de tensiones y corrientes frente a producción fotovoltaica para el día comentado, permitiendo observar los valores calculados anteriormente.

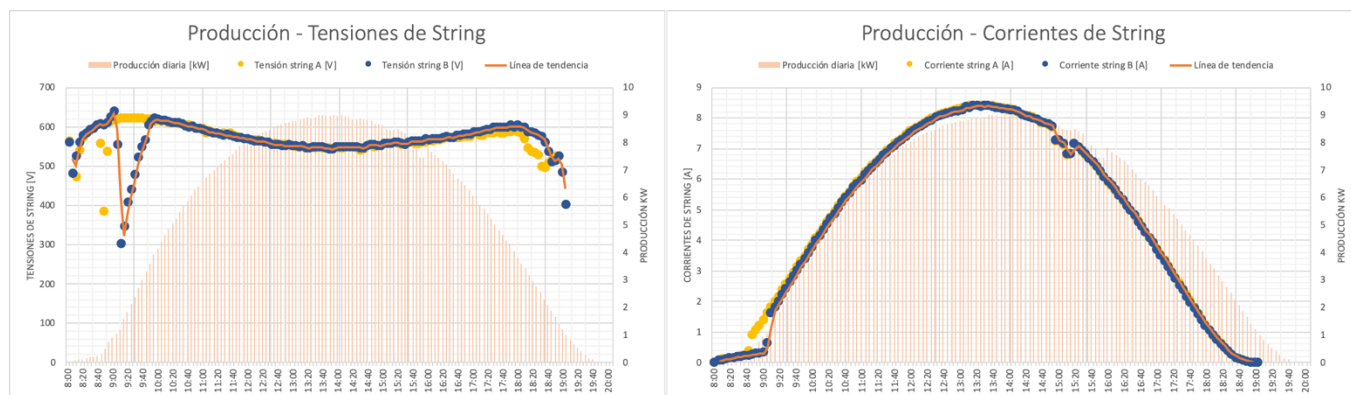


Figura 16. Resultados parámetros eléctricos día 30 septiembre

El pico de tensión observado en la figura 16 se produce en el momento de arranque del inversor debido al consumo necesario del equipo para realizar el proceso de encendido.

En este proceso de encendido, el inversor comprueba que hay tensión en ambos strings y va realizando el arranque. Esto se puede observar en la gráfica anterior viéndose que el String A arranca antes que el B con un lapso de tiempo entre ambos de 20 minutos (8:50 y 9:15). Una vez finalizado el arranque, el equipo funciona de forma regular en ambos strings.

5.2 Comparativa producción real – producción teórica simulación

Se ha realizado finalmente una comparativa de producción energética de la instalación con los resultados de simulación para un periodo de tiempo comprendido entre el 24/09/2019 (mitad de día) y el 18/10/2019.

El objetivo de dicha comparativa ha sido observar las semejanzas y discrepancias de la producción real con las estimaciones iniciales en proyecto a través de simulación teórica.

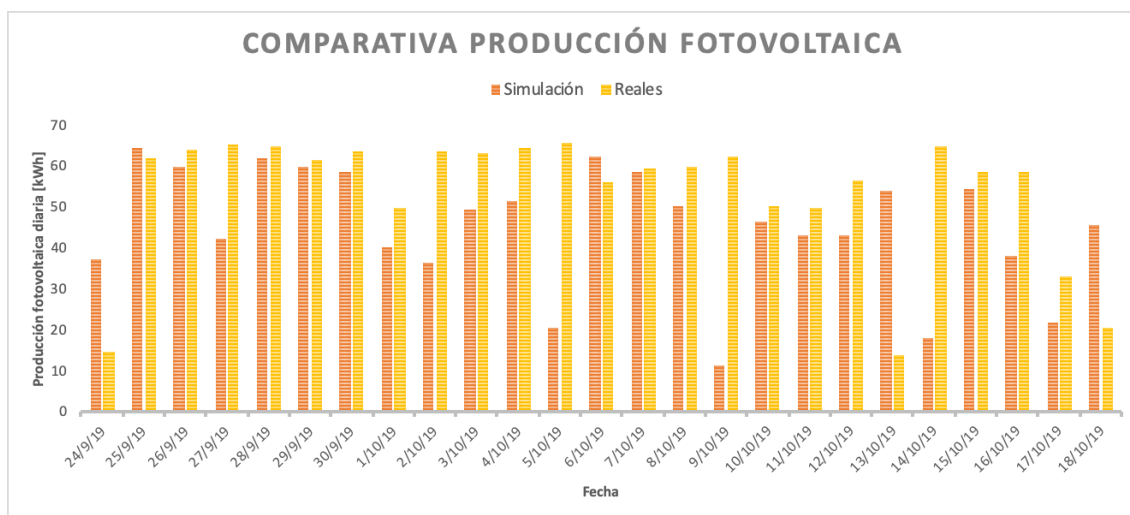


Figura 17. Comparativa producciones reales vs teóricas

Como se percibe en la imagen, las discrepancias son bastante notables si bien en los primeros días del periodo analizado hay varias similitudes.

Las diferencias se deben a que el software de simulación utiliza un histórico de valores climáticos que no coinciden en exactitud con las condiciones climáticas experimentadas en la realidad. Sin embargo, la simulación permite dar una aproximación bastante fiable de la producción estimada de una instalación.

6. AMPLIACIÓN AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CAMPUS RÍO EBRO

En el presente capítulo se van a analizar las posibilidades de implantación de futuras instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en otras áreas del campus Río Ebro.

El objetivo del presente capítulo es aplicar los resultados experimentales obtenidos con el sistema de monitorización de la instalación existente a posibles instalaciones futuras que permitan al campus un desarrollo energético más sostenible que el actual, generando energía procedente de fuentes renovables.

Además del objetivo expuesto anteriormente, con el presente capítulo se ha buscado dar conciencia de las posibilidades reales que el campus Río Ebro presenta para albergar instalaciones de generación renovable.

Respecto a las áreas de implantación escogidas, se ha pretendido aprovechar los espacios más favorables para la implantación de una instalación fotovoltaica, pero además se ha buscado combinar dos tipologías de instalación diferentes:

- Instalación fotovoltaica en cubiertas: siguiendo el ejemplo de la instalación existente, se ha optado por diseñar 4 instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del resto de los edificios del campus.
- Instalación fotovoltaica en marquesinas solares: a modo más emblemático y visual se ha buscado aprovechar 2 espacios de estacionamiento de vehículos para la implantación de marquesinas solares.

De esta forma, se mostrarán a continuación cuatro posibles implantaciones en las cubiertas del campus y dos implantaciones en áreas de estacionamiento y los resultados de producción obtenidos de simulaciones con el software PVSyST.

5.3 Instalaciones fotovoltaicas en cubiertas

5.3.1 Consideraciones iniciales

Áreas de implantación

Como se ha comentado anteriormente, se ha realizado la implantación de cuatro instalaciones de autoconsumo en tres de los cuatro edificios que conforman el campus.

En la siguiente imagen se muestran las cubiertas estudiadas y su denominación.

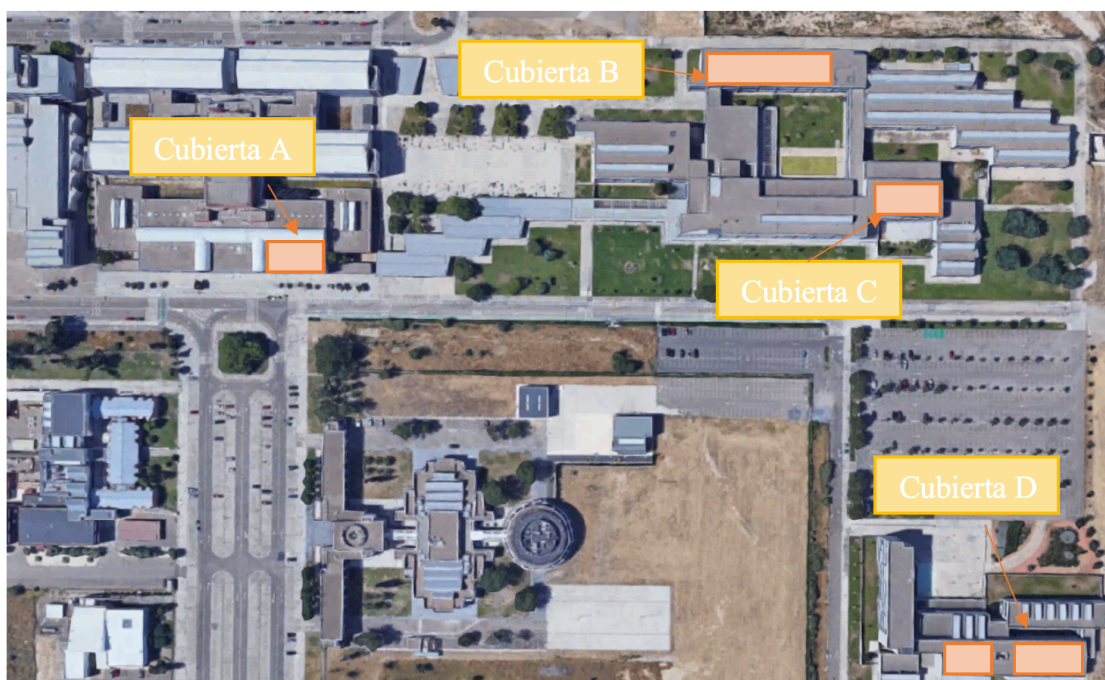


Figura 17. Áreas de implantación en cubiertas Campus Río Ebro

Las cubiertas mostradas presentan características de inclinación y orientación idénticas a las de la instalación existente, siendo este un aspecto clave para poder contrastar los resultados teóricos que se obtendrán mediante simulación con los resultados reales obtenidos mediante la monitorización de la instalación existente.

Cabe nombrar que pese a que se han empleado cuatro cubiertas, se ha realizado un total de ocho implantaciones, dos para cada cubierta. Se han realizado implantaciones con una inclinación efectiva de los módulos de 15 y 34°.

Los motivos de realizar ambas implantaciones han sido los siguientes:

- Implantaciones a 34°: se han realizado con esta inclinación ya que, además de ser la inclinación óptima teórica, la instalación existente presenta dicha inclinación y por tanto la extrapolación de los datos será más efectiva.
- Implantaciones a 15°: el motivo de realizar las implantaciones con una menor inclinación ha sido el de buscar el máximo aprovechamiento de la cubierta (mayor cantidad de módulos) sin perder producción por desviación de la inclinación óptima teórica.

Criterios de diseño

Previamente a mostrar el desarrollo y los resultados de simulación de las instalaciones, se procede a concretar los criterios de diseño seguidos para realizar las implantaciones.

Los criterios de diseño seguidos han sido los siguientes:

- Orientación (azimut) óptima: como ya se ha comentado, este ha sido uno de los factores determinantes de la elección, ya que las cubiertas escogidas presentan la misma orientación y azimut que la instalación existente.
- Inclinación óptima: las implantaciones se han realizado para una inclinación de 15 y 34°, siendo esta última la misma que la de la instalación existente, además de ser la inclinación óptima teórica.
- Máxima ocupación: se ha buscado aprovechar al máximo el espacio disponible respetando las distancias adecuadas entre filas de módulos (pitch) y con elementos elevados existentes.
- Mínima pérdida por sombras: se han respetado las distancias mínimas teóricas entre módulos y otros elementos para evitar en la medida de lo posible la pérdida de producción por sombreado de los módulos
- Simetría: es el caso de la cubierta A, la cual se ha escogido para respetar la simetría con la instalación existente en el edificio.
- Estética: se ha contemplado también el factor estético en las implantaciones, distribuyendo de forma céntrica y simétrica en todas las cubiertas analizadas, intentando que el impacto visual sea agradable.

5.3.2 Descripción de las instalaciones

Una vez definidas las zonas y los criterios de implantación, se procede a describir las instalaciones de autoconsumo modeladas.

En todas ellas se ha empleado el mismo modelo de módulo que en la instalación existente, para que la comparativa sea más fiable.

A su vez, puesto que las cubiertas presentan la misma tipología de forjado que la de la instalación real, se ha supuesto que la estructura de soporte de los módulos sea la misma (bloques de hormigón), con la modificación de la inclinación a 15° comentada.

Las diferencias entre instalaciones se deberán al número de módulos instalados (en función de la superficie de cubierta disponible), la potencia total y el inversor o inversores fotovoltaicos empleados.

La separación mínima teórica entre filas de módulos se ha calculado mediante las siguientes expresiones.

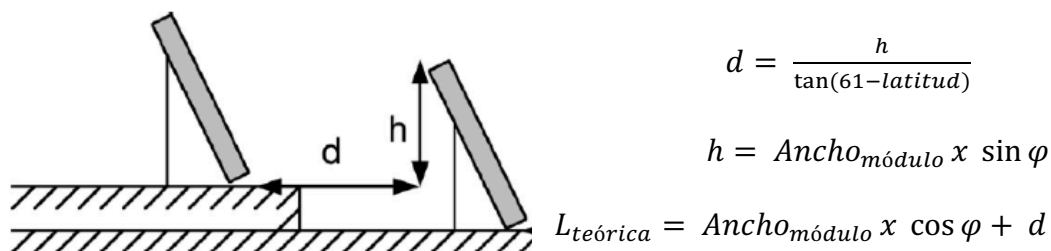


Figura 18. Cálculo de separación entre filas de módulos

Para una latitud aproximada del campus de 41,68°, se obtienen los siguientes valores de separación entre filas:

	Inclinación $\varphi = 15^\circ$	Inclinación $\varphi = 34^\circ$
$L_{\text{teórica}}$ [m]	1,691	2,40
$L_{\text{implantación}}$ [m]	1,70	2,40

Tabla 1. Resultados de separación entre filas

Se procede por tanto a describir brevemente cada una de las instalaciones.

5.3.2.1 Cubierta A

La primera de las cubiertas escogidas es la cubierta simétrica a la instalación existente en el edificio Torres Quevedo. La instalación resultante es idéntica a la existente para la inclinación de 34°.

Características de la instalación:

Implantación cubierta A – Inclinación 34°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
40	10,80	SMA STP 10000TL (10 kW)	1	422

Tabla 2. Descripción instalación cubierta A – Inclinación 34°

Implantación cubierta A – Inclinación 15°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
51	13,77	ABB PVI 12.5 TL-OUTD (12,5 kW)	1	422

Tabla 3. Descripción instalación cubierta A – Inclinación 15°

5.3.2.2 Cubierta B

Características de la instalación:

Implantación cubierta B – Inclinación 34°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
198	53,46	ABB PVS-50-TL (50kW)	1	1.245

Tabla 4. Descripción instalación cubierta B – Inclinación 34°

Implantación cubierta B – Inclinación 15°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
264	71,28	SMA STP 60-10 (60 kW)	1	1.245

Tabla 5. Descripción instalación cubierta B – Inclinación 15°

5.3.2.3 Cubierta C

Características de la instalación:

Implantación cubierta C – Inclinación 34°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
114	30,78	ABB TRIO-27.6-TL-OUTD (27,6 kW)	1	656

Tabla 6. Descripción instalación cubierta C – Inclinación 34°

Implantación cubierta C – Inclinación 15°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
170	45,9	ABB TRIO-20.0-TL-OUTD (20kW)	2	656

Tabla 7. Descripción instalación cubierta C – Inclinación 15°

5.3.2.4 Cubierta D

Características de la instalación:

Implantación cubierta D – Inclinación 34°				
Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m²)
		Modelo	Ud	
192	51,84	ABB PVS-50-TL (50kW)	1	1.284

Tabla 8. Descripción instalación cubierta D – Inclinación 34°

Implantación cubierta D – Inclinación 15°

Nº módulos	Potencia instalación (kWp)	Inversor utilizado		Superficie de cubierta (m ²)
		Modelo	Ud	
256	69,12	SMA STP 60-10 (60 kW)	1	1.284

Tabla 9. Descripción instalación cubierta D – Inclinación 15°

En el anexo 9 del presente Trabajo Fin de Máster se encuentran los planos de las implantaciones realizadas.

5.3.3 Resultados de simulación

Tras haber expuesto las características de las implantaciones realizadas, se ha realizado la simulación de las mismas empleando el software PVSyST.

A continuación se muestran los resultados de simulación para cada una de las implantaciones, tanto para la inclinación de 15°, como para la de 34°.

Resultados simulación – Inclinación 34°

Cubierta	Prod. Anual (MWh/año)	Prod. Específica (kWh/kWp/año)	PR (%)
Cubierta A	17,77	1.646	81,28
Cubierta B	87,6	1.639	80,93
Cubierta C	50,49	1.640	81,01
Cubierta D	83,42	1.626	80,31

Tabla 10. Resultados de producción implantaciones – Inclinación 34°

Resultados simulación – Inclinación 15°

Cubierta	Prod. Anual (MWh/año)	Prod. Específica (kWh/kWp/año)	PR (%)
Cubierta A	21,03	1.527	79,74
Cubierta B	111,7	1.566	81,79
Cubierta C	71,3	1.553	81,1
Cubierta D	106,6	1.561	81,48

Tabla 11. Resultados de producción implantaciones – Inclinación 15°

Como se puede observar, cuanto más óptima es la inclinación (34°), la producción específica de la instalación es mayor. Sin embargo, en lo referente a la producción anual, se observa que para las implantaciones a 15° la producción es mayor. Esto se debe a que la potencia instalada de módulos es mayor y por tanto, aunque presenten un menor rendimiento, la producción global es superior.

Se observa que las producciones específicas son muy similares en el caso de las implantaciones con inclinación de 34° pero que sin embargo, en las implantaciones a 15° hay mayores variaciones (caso de cubierta A con el resto). Esto es debido a un aumento de las pérdidas por sombras cercanas debido a la proximidad del antepecho de la cubierta A con los módulos.

El sombreado se ve más acusado al reducir la separación entre filas y al bajar la inclinación de los módulos. Los diagramas de pérdidas se pueden observar en los informes de simulación incluidos en el anexo 10 de la presente memoria.

Para observar mejor la influencia de la inclinación efectiva de los módulos en la producción total y específica, se muestran los siguientes gráficos comparando ambas inclinaciones (15 y 34°) para las 4 implantaciones realizadas.

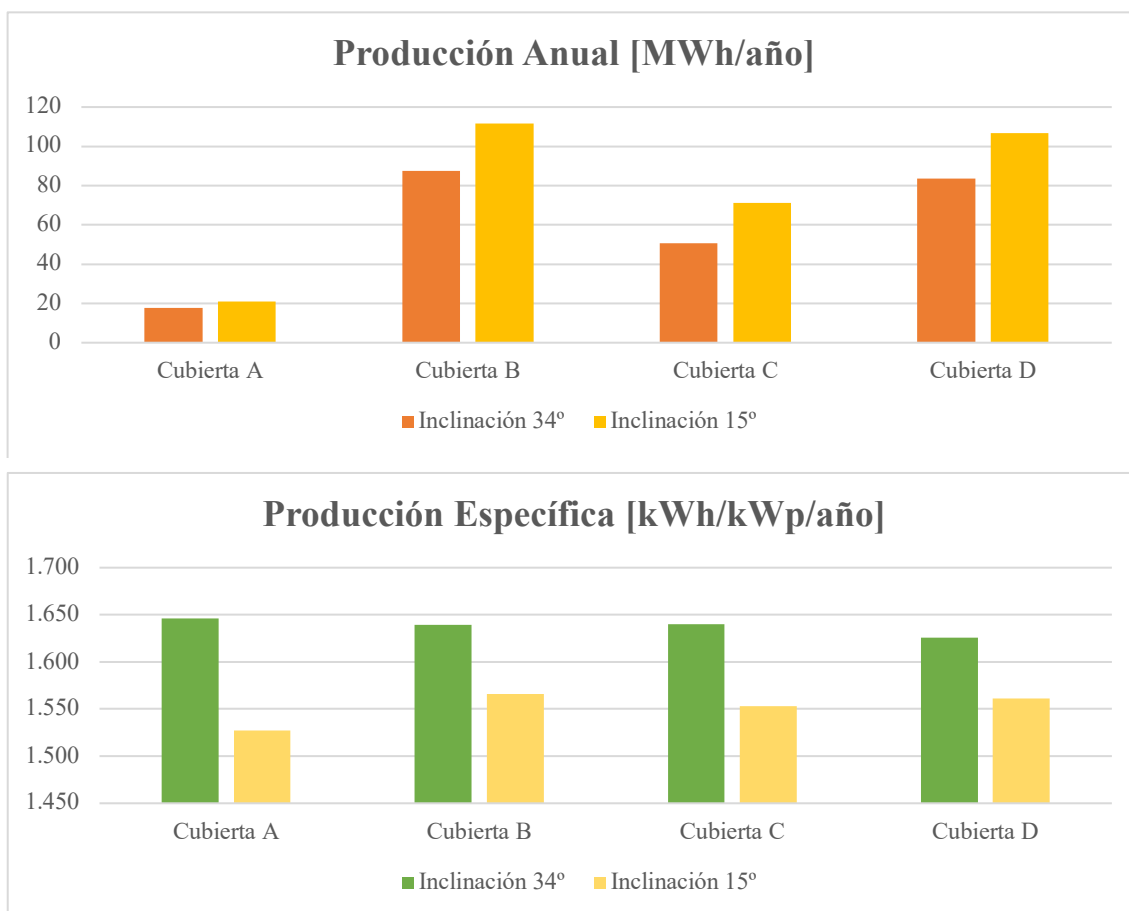


Figura 19. Comparativa producción de las implantaciones

Se observa que las diferencia en producción anual no son tan acusadas, pero sí se acentúan en lo referente a producción específica.

En el anexo 10 del presente Trabajo Fin de Máster se muestran los informes de simulación de la producción para cada una de las implantaciones realizadas.

5.3.4 Comparativa económica de las implantaciones

Se han observado en los subapartados anteriores las variaciones de producción y potencia instalada en las diferentes implantaciones realizadas. Como se ha observado, el aumento de la potencia instalada resulta en una mayor producción anual.

Sin embargo, el aumento de potencia implica un coste mayor de la instalación ya que aumenta el número de módulos, modelos superiores de inversor, mayores longitudes de cableado, etc..

Para completar la comparativa entre las implantaciones, se van a mostrar unos precios referencia de las instalaciones planteadas que mostrarán los costes aproximados de las instalaciones así como unos índices de rentabilidad tipo de las mismas. Para un análisis más detallado de la rentabilidad de las instalaciones sería necesario disponer de los datos de consumos y costes del campus.

Se observará que cuanto mayor es la potencia instalada menor será el ratio €/Wp de la instalación.

Costes y rentabilidad – Inclinación 34°			
Cubierta	Ratio €/Wp	Coste de la instalación	PAYBACK
Cubierta A	1,21	13.068 €	6,7-7,4 Años
Cubierta B	0,85	45.441 €	4,7-5,2 Años
Cubierta C	1,05	32.319 €	5,8-6,4 Años
Cubierta D	0,86	44.582 €	4,9-5,3 Años

Tabla 12. Resultados de producción implantaciones – Inclinación 34°

Cubierta			
Cubierta	Ratio €/Wp	Coste de la instalación	PAYBACK
Cubierta A	1,18	16.248 €	7-7,7 Años
Cubierta B	0,77	54.885 €	4,5-4,9 Años
Cubierta C	0,91	41.769 €	5,3-5,8 Años
Cubierta D	0,79	54.604 €	4,6-5,1 Años

Tabla 13. Resultados de producción implantaciones – Inclinación 15°

Los precios y ratios mostrados anteriormente se han tomado de instalaciones de similares características y potencias de tipo residencial e industrial.

En lo referente a los parámetros de rentabilidad, los resultados de tasa de retorno de la inversión se han calculado para un coste de la energía de 0,10-0,11 €/kWh, en base al ahorro anual conseguido con la instalación.

Se trata de un valor aproximado, si bien para determinar con exactitud la tasa de retorno sería necesario conocer con exactitud el coste de la energía y los consumos concretos del campus, además de otros parámetros económicos y técnicos.

5.4 Instalaciones fotovoltaicas en marquesinas solares

5.4.1 Consideraciones iniciales

Áreas de implantación

Por su parte, las dos instalaciones que se han desarrollado en los espacios de estacionamiento se muestran en la siguiente figura.



Figura 20. Áreas de implantación zonas de estacionamiento

Criterios de diseño

Los criterios de diseño seguidos han sido los siguientes:

- Orientación (azimut) óptima: al igual que en el caso de las cubiertas, este ha sido uno de los factores determinantes de la elección, ya que los espacios escogidos presentan una alineación perfecta respecto al sur con un ángulo de azimut de 0°.
- Máxima ocupación: se ha buscado aprovechar al máximo el espacio disponible de los espacios escogidos respetando la configuración de las áreas de estacionamiento existentes.
- Compromiso entre soluciones técnicas y configuración de aparcamientos existentes: para las implantaciones realizadas se han escogido estructuras comerciales modulares, buscando un compromiso entre las características dimensionales que ofrecen dichos modelos y la adecuación de las mismas al espacio disponible.
- Estética: se ha contemplado también el factor estético en las implantaciones, distribuyendo de forma céntrica y simétrica en la medida de lo posible, además de buscar que el impacto visual sea agradable.

5.4.2 Descripción de las instalaciones

Para las implantaciones realizadas en ambos espacios, se han empleado dos configuraciones de marquesinas comerciales. Estas tipologías se han escogido debido a su funcionalidad y su modularidad ya que se adaptan perfectamente a las configuraciones de aparcamiento existentes en las áreas escogidas.

Los modelos de marquesina escogidos son los siguientes:

- Marquesina TNE: la presente estructura se emplea para albergar una sola fila de 4 vehículos y presenta una capacidad de hasta 30 módulos de 60 células en su configuración estándar. Cuenta con una inclinación de 5° y una altura libre en su parte más baja de 2,22 m.

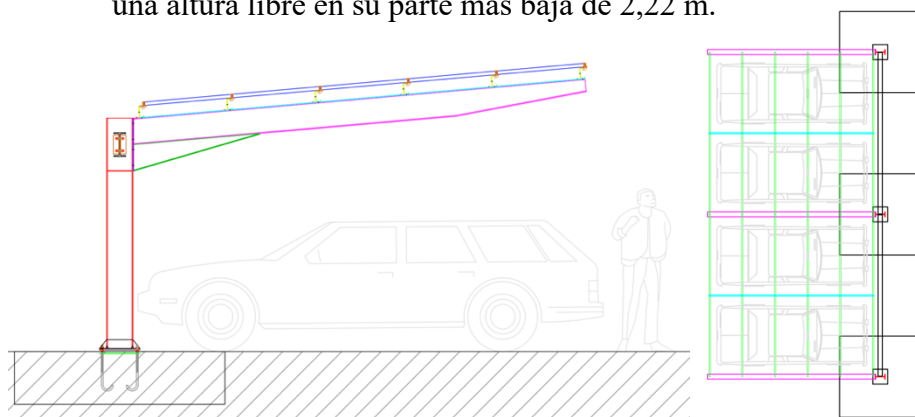


Figura 21. Diseño marquesina tipo TNE

- Marquesina STN: por su parte, la tipología STN se emplea en configuraciones de dos filas de vehículos y presenta una capacidad para 8 vehículos en su configuración estándar. Con estas características, es capaz de albergar un total de 66 módulos de 60 células. Cuenta con una inclinación de 5° y una altura libre en su parte más baja de 2,42 m.

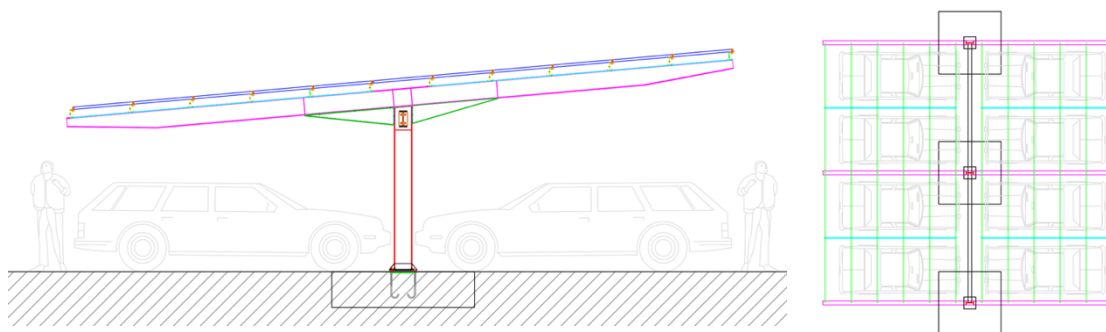


Figura 22. Diseño marquesina tipo STN

Las dos tipologías mostradas están presentes en ambos parkings en su configuración estándar. Además, debido a su modularidad y a las necesidades de adaptación al espacio disponible, se ha empleado la configuración TNE de 15 módulos fotovoltaicos y la configuración STN de 33 módulos (esta última solo en el parking este).

A continuación se procede a detallar las instalaciones resultantes.

5.4.2.1 Parking OESTE

La primera de las instalaciones con marquesinas solares corresponde al parking oeste, el cual presenta una superficie total de unos 3.940 m².

La instalación resultante tras la implantación, presenta una potencia pico total de **324,81 kWp**, contando con un total de 1.203 módulos fotovoltaicos de 270 Wp. La potencia resultante se ha conseguido con la siguiente configuración de marquesinas.

Implantación parking OESTE	
Tipología Marquesina	Ud
TNE – 30 módulos	11
TNE – 15 módulos	1
STN – 66 módulos	13

Tabla 14. Tipologías de marquesina utilizadas – Parking Oeste

En el anexo 9 del presente Trabajo Fin de Master se encuentran los plano de implantación y configuración de la instalación del parking oeste.

Tras la simulación de producción fotovoltaica con el software PVSyST, la energía que generaría la instalación se estima en **483,2 MWh/año**, con una producción específica de 1.496 kWh/kWp/año y un rendimiento de la instalación del 83,60%.

A nivel económico, la instalación de marquesinas solares supone un coste mayor al de una instalación fotovoltaica en cubierta ya que ase incrementa en gran medida el coste de la estructura de soporte de los módulos.

De este modo, para una instalación de características semejantes (a nivel de potencia) en cubiertas, el **ratio €/Wp** estaría entre 0,6-0,65 €/Wp con un coste de la instalación de unos 200.000 €, mientras que para la instalación con marquesinas solares se situaría entre un **1,2-1,3 €/Wp**, suponiendo un coste de la instalación en torno a **410.000 €**.

Como se observa, el precio de la instalación se duplicaría aproximadamente. Sin embargo, la instalación en marquesinas solares tendría beneficios adicionales sobre la instalación en cubiertas ya que serviría también para resguardar a los vehículos de los fenómenos atmosféricos además de presentar un mayor impacto visual y estético.

Las tasas de retorno de este tipo de instalaciones suele situarse entre los 7-11 años, si bien estos valores dependen en gran medida de los consumos y el precio de la energía que presentan las organizaciones en las que se instalan. Para el precio de la energía considerado anteriormente (0,10-0,11€/kWh), la **tasa de retorno de la inversión** se situaría entre los **7,7 y los 8,5 años**, dentro del rango de payback de este tipo de instalaciones.

5.4.2.2 Parking ESTE

Por otro lado, la última de las instalaciones con marquesinas solares corresponde al parking este, el cual presenta una superficie total de unos 1.820 m².

La instalación resultante tras la implantación, presenta una potencia pico total de **176,58 kWp**, contando con un total de 654 módulos fotovoltaicos de 270 Wp. La potencia resultante se ha conseguido con la siguiente configuración de marquesinas.

Implantación parking OESTE	
Tipología Marquesina	Ud
TNE – 30 módulos	7
TNE – 15 módulos	1
STN – 66 módulos	6
STN – 33 módulos	1

Tabla 15. Tipologías de marquesina utilizadas – Parking Este

En el anexo 9 del presente Trabajo Fin de Master se encuentran los plano de implantación y configuración de la instalación del parking este.

Tras la simulación de producción fotovoltaica con el software PVSyST, la energía que generaría la instalación se estima en **262,5 MWh/año**, con una producción específica de 1.524 kWh/kWp/año y un rendimiento de la instalación del 85,15%.

Del mismo modo a lo comentado para el parking oeste, a nivel económico una instalación en cubierta de similares características rondaría un ratio €/Wp comprendido entre 0,75-0,8 €/Wp con un coste de la instalación aproximado de 135.000 €, mientras que para la instalación con marquesinas solares se situaría entre un **1,3-1,35 €/Wp**, suponiendo un coste de la instalación en torno a **235.000 €**.

Con los costes de €/kWh anteriores, la **tasa de retorno para la inversión** del parking este se situaría entre los **8,1 y 9 años**, siendo algo mayor que en el caso anterior.

7. CONCLUSIONES

El objetivo del presente Trabajo Fin de Master ha sido la descripción y el análisis de la instalación fotovoltaica de autoconsumo del edificio Torres Quevedo, y de su sistema de monitorización, ubicado en el Campus Río Ebro.

La idea de realizar éste proyecto surgió gracias al empeño de Ángel Bayod Rújula (tutor del presente Trabajo) por desarrollar la instalación fotovoltaica con la empresa IASOL (Ingeniería y Aplicaciones Solares) de la cual formo parte.

El objetivo fue aplicar los conocimientos adquiridos durante el grado y el máster, así como durante mi etapa profesional actual a una instalación fotovoltaica para la Universidad de Zaragoza, concretamente para la Escuela de Ingeniería y Arquitectura en la cual he desarrollado mi formación académica durante estos últimos años.

La elaboración de esta memoria técnica viene precedida del desarrollo del proyecto y posterior supervisión de la ejecución de obra que he realizado en la empresa.

Realizar este proyecto ha sido muy enriquecedor a nivel personal, ya que ha sido una de las primeras instalaciones que he realizado, suponiéndome un reto profesional y personal.

Además, el análisis de los equipos de la instalación, más concretamente los propios del sistema de monitorización, me ha servido para reforzar mi aprendizaje en el campo de las comunicaciones y conectividad entre elementos, y me ha servido para conocer y familiarizarme con estos equipos para su implementación en futuras instalaciones.

Por otro lado, desarrollar la herramienta Excel para el análisis de los datos de producción me ha servido para analizar en mayor profundidad las variaciones y dependencias de la producción fotovoltaica con parámetros eléctricos y meteorológicos. La visualización y el análisis de los registros reales de la instalación me ha permitido observar la comparativa entre la producción real y la producción teórica de simulación, visualizando las discrepancias y semejanzas entre ambas y para valorar en mayor profundidad la exactitud y precisión del software de simulación PVSyST, herramienta de uso diario en la empresa para múltiples instalaciones.

En lo referente a las implantaciones realizadas en otras áreas del campus, el objetivo ha sido mostrar las posibilidades que este ofrece para albergar instalaciones de autoconsumo renovable aprovechando espacios existentes. Desarrollando las implantaciones consideradas se podría lograr un autoconsumo con una potencia total de **701,46 kWp**, lo cual supondría una producción anual total en torno a los **1.110 MWh/año**.

A nivel personal considero que las implantaciones realizadas son realistas y viables técnicamente puesto que se han desarrollado con componentes comerciales existentes en el mercado actual, los cuales son sencillos de instalar y ofrecen una gran fiabilidad.

Considero que la ejecución de las instalaciones comentadas, especialmente las referentes a las marquesina solares, supondrían un gran beneficio para la universidad, no solo por la reducción de consumo energético sino también por el impacto visual y de imagen que tendrían para la comunidad ya que permitirían a la universidad un desarrollo energético sostenible y de origen renovable.

8. BIBLIOGRAFÍA

- <https://www.sma-iberica.com/productos.html>
- <https://www.talesun-eu.com/home/>
- <https://new.abb.com/power-converters-inverters/es/solar/inversores-string/trifasicos>
- https://www.wago.com/global/c/i-o-systems?_ga=2.146503796.1595178921.1571597090-1086377899.1571597090
- <https://support.tigoenergy.com/hc/en-us/articles/202368868-String-Sizing-with-Smart-Modules>
- <https://ennexos.sunnyportal.com/login>
- <https://www.grupojab.es/renovables/#Energ%C3%ADas%20renovables>
- <https://www.gruponovelec.com/es/productos/renovables/energia-solar-fotovoltaica/c/11-1-33>
- <https://www.suports.es/>
- http://circuitor.es/docs/DP_PVing_Parks_SP.pdf
- <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>
- <http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>
- Documentación técnica de la instalación fotovoltaica: archivos IASOL.
- Documentación técnica marquesinas solares: SUPORTS.

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO I. PLANOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:
SITUACIÓN, EMPLAZAMIENTO E IMPLANTACIÓN

ANEXO II. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL MÓDULO
FOTOVOLTAICA

ANEXO III. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INVERSOR:
HOJA DE CARACTERÍSTICAS

ANEXO IV. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE
MONITORIZACIÓN DE STRINGS: MÓDULOS TS4-R Y
GATEWAY

ANEXO V. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS SENSORES DE
MEDICIÓN METEOROLÓGICA

ANEXO VI. FICHAS TÉCNICAS TARJETAS BUS WAGO 750

ANEXO VII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GESTOR DE
MONITORIZACIÓN: FICHA DATA MANAGER M

ANEXO VIII. DESCRIPCIÓN DEL PORTAL DE REGISTRO DE
DATOS DE LOS EQUIPOS: SUNNY PORTAL DE SMA

ANEXO XI. PLANOS DE IMPLANTACIÓN DE POSIBLES
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LAS ÁREAS DEL
CAMPUS RÍO EBRO

ANEXO X. INFORMES DE SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA
PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA DE LAS DISTINTAS
IMPLANTACIONES REALIZADAS

